

Таким образом, обработка растворов НП в декане приводит к увеличению реологических и энергетических параметров, повышению температур фазовых переходов и образованию агрегатов, которые слабо разрушаются под действием механической нагрузки. Полученные результаты свидетельствуют о том, что применение ультразвука для нефтей с высоким содержанием парафинов неприемлемо.

Литература

1. Матвеев В.Н., Кирсанов Е.А., Ремизов С.В. Высокопарафинистая нефть как дисперсная система. Выбор уравнения течения // Коллоидный журнал. – 1994. – Т.56. – № 3. – С. 393 – 399.

ВЛИЯНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК НА АГРЕГАТИВНУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

Д. Э. Астурия¹, Ю. В. Лоскутова², И. В. Литвинец²

¹Научный руководитель, доцент Н. В. Ушева

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

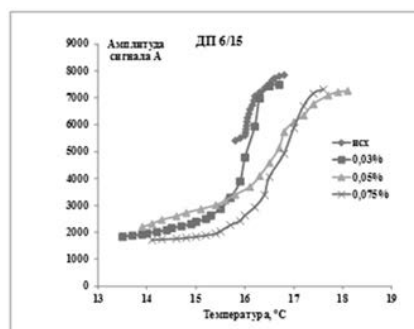
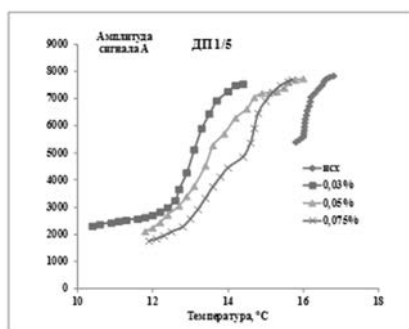
²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Большинство вводимых в эксплуатацию на территории Западной Сибири нефтяных месторождений характеризуются повышенной температурой застывания добываемой нефти, что обуславливает ухудшение реологических свойств (текучесть, вязкость, температура помутнения) как самой нефти, так и нефтепродуктов на ее основе [1]. С понижением температуры при добыче и транспортировке высокозастывающих нефтей на стенках технологического оборудования образуются асфальтосмолопарафиновые отложения, что приводит к значительным нарушениям технологических процессов [2].

Предотвратить кристаллизацию парафина можно путем нагревания нефти до 50 - 60 °С или путем разбавления растворителями. Но данные способы влекут за собой значительные материальные и энергетические затраты. Наиболее эффективным способом улучшения реологических свойств нефти является использование депрессорных присадок (ДП), за счет введения которых даже в небольших количествах (0,01 - 0,075 % масс.) можно добиться значительного снижения температур помутнения и застывания, а также вязкости нефти [2 – 5].

Целью работы - являлось изучение влияния 4 образцов новых полимерных присадок на основе поли(алкил)акрилатов на агрегативную устойчивость высокозастывающей нефти.

а)



б)

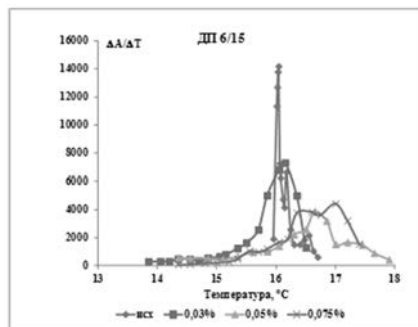
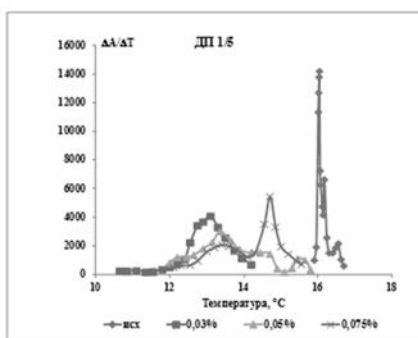


Рисунок – Зависимости амплитуды A от температуры нефти с добавкой 0,03, 0,05 и 0,075 %масс. ДП 1/15 и 6/15 (а) и их дифференциальные кривые зависимости коэффициента K_k (dA/dT) от температуры обработанной нефти (б)

Влияние ДП на агрегативную и седиментационную устойчивость нефти проводили на образце высокопарафинистой малосмолистой нефти Ондатрового месторождения (Томская область). В составе нефти отсутствуют асфальтены, содержится 3,5 % масс. смол, а за счет повышенного содержания парафинов (6 % масс.) она характеризуется высокой температурой застывания (минус 7,7 °С). На приборе ИНПН «Кристалл» (ИХН СО РАН) были получены зависимости амплитуды сигнала A инфракрасного излучения датчика прибора от

температуры среды в условиях понижения температуры с постоянной скоростью (рисунок а), и по ним рассчитаны максимумы температурного коэффициента спонтанной кристаллизации K_k (dA/dT) (рисунок б) при определенной температуре T_m . Изменение температуры застывания T_z , помутнения T_n и массовой кристаллизации T_k нефти после добавки образцов новых перспективных присадок Российского производства ДП1/15, 5/15, 6/15 и 8/15 (г. Дзержинск) представлены в таблице. Присадки вводились в нефть при комнатной температуре в концентрации 0,03, 0,05 и 0,075 % масс.

Установлено, что ввод в нефть 0,03 – 0,075 % масс. присадок ДП5/15 и 6/15 практически не влияет на температуру помутнения T_n и спонтанной кристаллизации T_k , при этом наблюдается незначительный сдвиг в высокотемпературную область температурного максимума коэффициента K_k . Однако, максимум коэффициента K_k , наибольшее значение которого наблюдается при температуре спонтанного роста кристалличности дисперсной фазы, после ввода присадок значительно ниже, чем до обработки (таблица). Ввод присадок в нефть оказывает значительное влияние на процесс агрегирования нефтяной системы, протекающий в данных условиях более плавно, за счет постепенного роста, как количества, так и размеров парафиновых агрегатов.

Таблица

Изменение температуры застывания T_z , помутнения T_n , массовой кристаллизации T_k , и коэффициента спонтанной кристаллизации K_k нефти после ввода присадок

Образец с ДП	T_z , °C	T_n , °C	T_k , °C	K_k	T_m , °C
исходная нефть	-7,7	16,7	15,8	14200	16,0
ДП1/15 0,03%масс.	-19,0	14,2	10,4	4078	13,1
0,05%масс.	-9,8	16,7	11,8	2998	13,4
0,075%масс.	-9,4	16,5	11,9	5460	14,7
ДП5/15 0,03%масс.	-22,4	17,7	14,3	3225	16,7
0,05%масс.	-25,7	18,0	14,7	3217	17,3
0,075%масс.	-18,0	16,6	13,6	6400	15,7
ДП6/15 0,03%масс.	-20,0	16,5	13,5	7313	16,2
0,05%масс.	-20,7	17,9	13,9	3827	16,6
0,075%масс.	-24,9	17,4	14,1	4425	17,0
ДП8/15 0,03%масс.	-12,5	14,0	11,6	4320	13,0
0,05%масс.	-14,3	14,6	11,6	6890	13,9
0,075%масс.	-15,7	14,2	12,5	3293	13,4

Более значительное снижение T_n и T_k происходит при добавке в ондатровую нефть присадок ДП1/15 и 8/15. После обработки присадками наблюдается понижение температуры начала кристаллизации парафина в нефти T_n на 2,5 – 2,7 °C, а температуры массового выпадения парафинов в нефти на 4,2 – 5,4 °C.

Оценка эффективности депрессорного действия исследуемых присадок по снижению температуры застывания нефти показала, что присадки, меньше всего влияющие на агрегативную устойчивость (ДП5/15 и 6/15), обладают сильно выраженными депрессорными свойствами. Так добавка в нефть 0,03 и 0,05 % масс. ДП5/16 снижает T_z на 14,7 и 18,0 °C, соответственно, а 0,05 и 0,075 % масс. ДП6/15 на 13,0 и 17,2 °C, соответственно. Напротив, обработка нефти присадками с более выраженными диспергирующими свойствами (ДП1/15 и ДП8/15) позволила понизить T_z только на 11,3 °C (ДП1/15 в концентрации 0,03 % масс.) или 8 °C (ДП8/15 в концентрации 0,075 % масс.).

Все используемые в работе полимерные присадки созданы на основе полиалкил(C_{16-20})акрилатов и различаются по содержанию активного вещества в растворителе, молекулярной массе полимера, а также добавками модифицированных азотсодержащих соединений. Присадки ДП1/15 и 8/15, обладающие диспергирующими свойствами, характеризуются более высокой молекулярной массой активного вещества. Кроме того, эти присадки являются ингибиторами парафиноотложения комплексного действия, снижающими интенсивность процесса образования асфальто-смоло-парафиновых отложений в высокопарафинистых нефтях различного состава.

Присадки препятствуют агрегированию кристаллических парафиносодержащих частиц в процессе охлаждения нефти до температур, близких к температурам застывания. В присутствии присадки кристаллические парафиносодержащие частицы более длительный период удерживаются в дисперсионной среде, и их массовое выпадение также сдвигается в область более низких температур, препятствуя образованию нефтяных отложений на стенках подземного нефтепромыслового оборудования и наземных нефтепроводов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект 15-13-00032).

Литература

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: Изд-во «Фэн». – 2000. – 416 с.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: «Недра-Бизнесцентр». – 2000. – 653 с.
3. Прозорова И.В., Волкова Г.И., Юдина Н.В., Кирбижекова Е.В., Литвинцев И.В., Ануфриев Р.В. Влияние композиционной присадки на реологические и энергетические характеристики парафинистых и высокопарафинистых нефтей // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2014. – № 3. – С. 36 – 39.
4. Прозорова И.В., Юдина Н.В., Небогина Н.А., Лоскутова Ю.В., Волкова Г.И. Подбор ингибирующей и депрессорной присадки для нефти Верхнеконского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 68 – 70.

5. Польская Н.Н., Самойленко А.Ю., Голованчиков А.Б. Влияние термической и депрессорной обработок на реологические свойства нефти // Известия Волг. ГТУ. – 2012. – № 5. – Т. 1 – С. 114 – 118.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА АЛКИЛИРОВАНИЯ ИЗОБУТАНА ОЛЕФИНАМИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

С. С. Бойченко, А. Е. Нурмаканова, А. С. Ушаков

Научный руководитель, профессор Е. Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время алкилбензин становится важнейшим компонентом экологически чистых бензинов, поскольку имеет высокие октановые числа, низкое давление насыщенных паров, не содержит ароматических соединений, олефинов и серы [1].

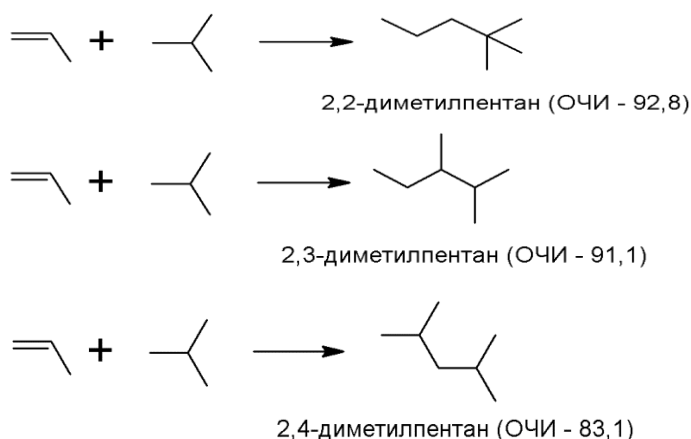
В качестве сырья процесса алкилирования в промышленности используется бутан-бутиленовая фракция (ББФ), содержащая около 50 % олефинов и изобутановая фракция [3].

Фракции углеводородов, используемые в качестве сырья для процесса алкилирования, содержат некоторое количество примесей, являющихся или инертными разбавителями реагирующих углеводородов, или загрязнителями катализатора – серной кислоты. Они взаимодействуют с серной кислотой, что ухудшает её каталитические свойства.

Целью работы стало определение оптимальных технологических параметров алкилирования изобутана олефинами.

Для достижения заданной цели, была разработана математическая модель процесса, позволяющая прогнозировать выход и углеводородный состав алкилата [4].

Было установлено, что присутствие в сырье пропилена, приводит к повышенному содержанию в алкилате 2,2-, 2,3- и 2,4-диметилпентанов (до 25 %), образующихся в результате следующих реакций:



Продукты этих реакций имеют октановые числа ниже изооктанов (ОЧИ≈100), следовательно, повышение их концентрации в алкилате понижает его октановое число (табл. 1).

Таблица 1

Влияние содержания пропилена на октановое число алкилата

Концентрация пропилена в сырье, % масс.	Октановое число по исследовательскому методу (ОЧИ) алкилата	Октановое число по моторному методу (ОЧМ) алкилата
0,05	95,71	91,43
0,10	95,53	91,31
0,30	94,78	90,78

Важной задачей современной нефтеперерабатывающей промышленности является повышение мощностей современных установок алкилирования. Одним из способов решения данной задачи - является расширение ресурсов олефинового сырья за счет использования пропилена и в некоторой степени амиленов.

Основными условиями для получения удовлетворительных результатов, при алкилировании изобутана смесью пропилена с бутиленами являются:

- содержание пропилена в смеси не более 55 %;
- высокая дисперсность эмульсии кислота - углеводороды, которая достигается интенсивным перемешиванием;
- повышенное содержание кислоты в эмульсии (до 60-65 объем. %).